

Tadeusz CHMIELNIAK*

Nowe technologie wykorzystania pierwotnych stałych nośników energii

STRESZCZENIE. W artykule przedstawiono główne tendencje w rozwoju energetyki węglowej. Główną przesłanką ich ewolucji jest postulat ograniczenia emisji CO₂. Dekarbonizacja energetyki jest obecnie najpoważniejszym wyzwaniem ekologicznym i gospodarczym dla UE i Polski.

SŁOWA KLUCZOWE: czyste technologie energetyczne, zeroemisyjne technologie energetyczne, układy gazowo-parowe zintegrowane ze zgazowaniem węgla

Wprowadzenie

W procesach wytwarzania energii elektrycznej wykorzystuje się wiele źródeł energii pierwotnej. Są to: węgiel (kamienny i brunatny), gaz ziemny, energia jądrowa, olej oraz odnawialne źródła odnawialne (OZE).

Zużycie węgla w 2000 roku na produkcję elektryczności w skali globu wynosiło 38,9%. W Polsce w tym samym roku udział węgla w produkcji energii elektrycznej był równy 96,8%. Wielkości prognozowane (przez różne instytucje) wskazują na niewielki spadek w 2030 roku względnego udziału węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej. Według [1]

* Prof. dr hab. inż. — Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska, Gliwice.

Recenzent: doc. dr hab. inż. Wojciech SUWAŁA

udział ten będzie wynosił 36,8%. Nie oznacza to spadku bezwzględnej wielkości produkcji elektryczności z węgla. Przewiduje się, że w technologiach węglowych w 2030 roku zostanie wytworzonych 11 591 TW·h energii, co stanowi 194% wartości energii wytworzonej w 2000 roku.

Według różnych rozpatrywanych scenariuszy [2] rozwoju sytuacji w Polsce udział węgla w naszym kraju ma osiągać wartości z przedziału 57–67%.

Główne wnioski wynikające z przedstawianych scenariuszy zużycia energii pierwotnej na produkcję elektryczności są następujące:

- ✧ w perspektywie 20–30 lat nie należy oczekiwać istotniejszych przewartościowań, ani też skokowych zmian w strukturze nośników wykorzystywanych w produkcji energii elektrycznej;
- ✧ paliwa organiczne będą prawdopodobnie głównymi nośnikami energii w najbliższej przyszłości. Wśród nich szczególną rolę odgrywa i ogrywać będzie zapewne węgiel. Decydują o tym jego duże rezerwy i stabilny do nich dostęp oraz przewidywania niewielkich wahań jego ceny;
- ✧ w skali globu głównym paliwem wykorzystywanym do wytwarzania elektryczności w instalacjach podstawowych i małej mocy będzie obok węgla gaz ziemny;
- ✧ należy oczekiwać zwiększonego wzrostu (zwłaszcza w UE) udziału źródeł odnawialnych w bilansie energii pierwotnej w 2020 roku i w latach następnych. W UE w 2020 r. udział tych źródeł powinien wynosić 20% [3];
- ✧ przedstawiane obecnie scenariusze rozwoju dość sceptycznie na ogół odnoszą się do wzrostu produkcji energii elektrycznej w technologiach jądrowych.

1. Główne wyzwania ekologiczne

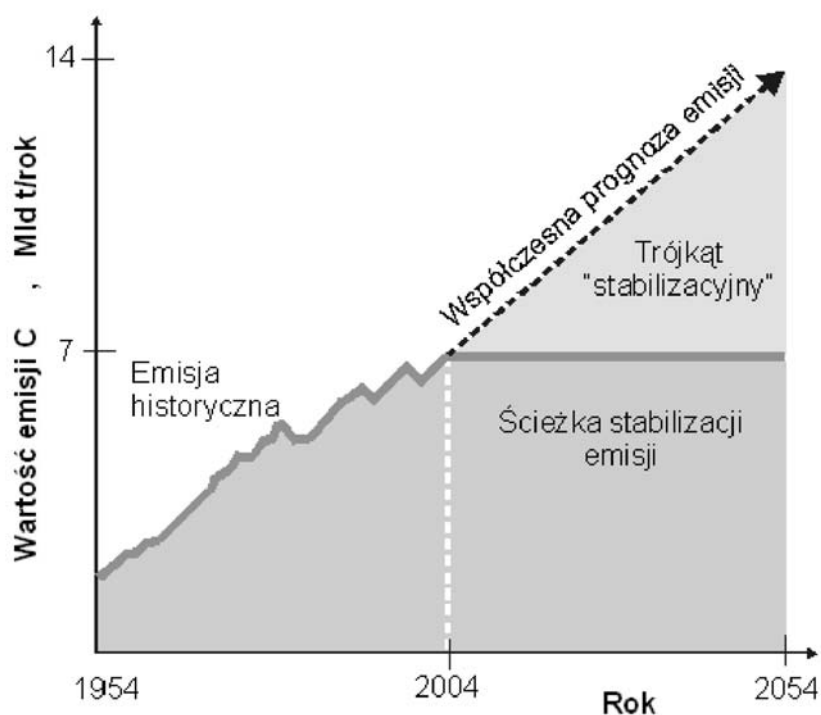
Wielkość zasobów, gęstość energetyczna paliwa, kryteria ekologiczne, uwarunkowania rynkowe i inne (w tym społeczne i polityczne) prowadzą do zróżnicowania technologii wytwarzania elektryczności i ciepła. Nowe technologie energetyczne rozwijają się w wielu kierunkach. Żaden z nich wobec trudnych do przewidzenia procesów rozwojowych, w tym zmian klimatu nie może być dyskryminowany. Rozwój wszystkich opcji pokrywania potrzeb energetycznych jest podstawą zrównoważonego rozwoju społeczeństw i bezpieczeństwa energetycznego świata.

Proces spalania paliw węglowodorowych jest głównym źródłem emisji zanieczyszczeń. Ograniczenie emisji tlenków siarki (SO_x), azotu (NO_x), rtęci nie jest obecnie problemem technologicznym. Dysponujemy bowiem odpowiednimi sposobami (aktywnymi i biernymi) ograniczeń ich emisji do otoczenia. Czynnikiem decydującym dziś o rozwoju technologii energetycznych jest dość powszechne przekonanie o konieczności redukcji emisji gazów decydujących o ociepleniu klimatu. Głównymi gazami cieplarnianymi są: CO_2 , CH_4 , N_2O , O_3 , fluoropochodne węglowodorów (CFC, H-FC), SF_6 . Ich antropogeniczna (spowodowana działalnością człowieka) emisja nieustannie (poza freonami) rośnie [4, 5].

Ocieplenie klimatu jest faktem. Dowodzą tego wielorakie obserwacje i analizy prowadzone przez szereg organizacji międzynarodowych i ośrodków naukowych [6, 7].

Wobec istotnego wzrostu emisji CO₂ i związanego z tym zwiększenia stężenia CO₂ w atmosferze wydaje się bardziej racjonalnym dostrzeganie związanego z tym niebezpieczeństwa i podejmowanie kroków zapobiegawczych niż lekceważenie tego faktu.

Biorąc pod uwagę obecną dynamikę wzrostu emisji CO₂ ze źródeł antropogenicznych można oczekiwać w 2050 roku podwojenia emisji CO₂, z przed ery przemysłowej (280 ppm). Polityka energetyczna zakładająca utrzymanie emisji energetycznej na obecnym poziomie wymagałaby przedsięwzięć prowadzących do uniknięcia emisji zawartych w „trójkącie stabilizacyjnym” [8, 9] (rys. 1).

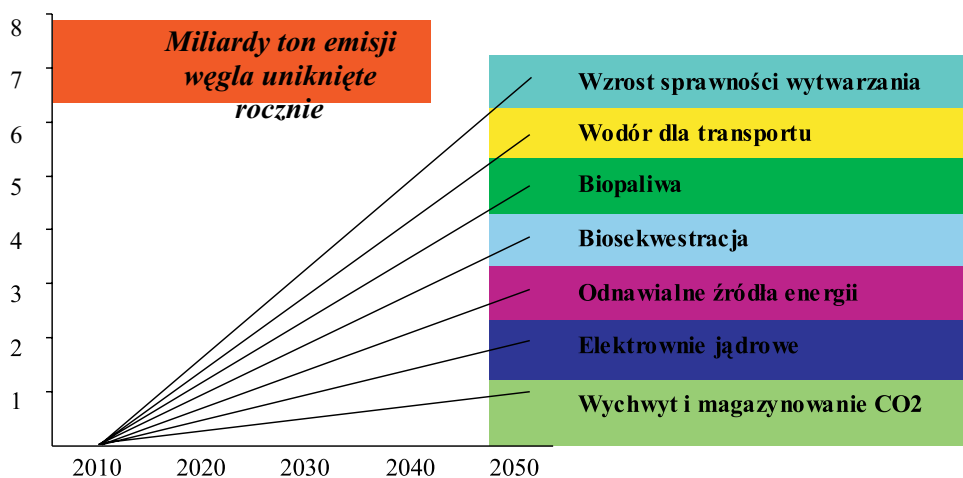


Rys. 1. Trójkąt stabilizacyjny

Fig. 1. The stabilization wedge

Jest mało prawdopodobnym, aby zastosowanie jednej technologii mogło przynieść rozwiązanie. Konieczne jest wykorzystanie wielu rodzajów technologii i potencjału ich rozwoju. Jedną z propozycji przedstawia rysunek 3 [8, 9].

Dla każdego z zaznaczonych na rysunku 2 obszaru technologicznego mamy do czynienia z ogromnym wyzwaniem techniczno-ekonomicznym o trudnych do oceny, z dzisiejszej perspektywy, możliwościach realizacyjnych. Podkreślmy, że sytuacja zilustrowana na rysunku 2 dotyczy całego globu.



Rys. 2. Rodzaje technologii umożliwiające obniżenie emisji dwutlenku węgla

Fig. 2. The family of technologies fit to reduce CO₂ emission

Główne zadania europejskiej polityki energetycznej [3]: przeciwdziałanie zmianom klimatycznym, rozwój rynku pracy, intensyfikacji wzrostu gospodarczego oraz ograniczenie zależności od zewnętrznych dostaw surowców energetycznych są ściśle związane z identyfikacją zagrożeń wywołanych kontynuacją obecnej energochłonnej i wysoko emisyjnej polityki rozwoju.

Głównymi zadaniami do 2020 są:

- ✧ 20% ograniczenie emisji gazów cieplarnianych w odniesieniu do poziomu emisji w 1990 r.,
- ✧ 20% udział źródeł odnawialnych w bilansie energii pierwotnej,
- ✧ 20% redukcja globalnego zużycia energii pierwotnej (wzrost efektywności wytwarzania energii, wzrost sprawności odbiorników, oszczędność energii itd.).

Są to zadania poważne mieszczące się w modelu pokazanym na rysunku 2 i stwarzające nadzieję na osiągnięcie w dłuższej perspektywie czasu stabilizacji zmian klimatycznych. W poszczególnych rejonach świata i dla każdego z krajów będzie ona dodatkowo zróżnicowana względami historycznymi jak i aktualną i przewidywaną dynamiką rozwoju.

2. Nowe technologie węglowe

Obfite zasoby węgla kamiennego i brunatnego (w skali globu), w miarę równomierne ich występowanie oraz stosunkowo niewielkie ryzyko zmian ceny stanowią podstawę powszechnie ugruntowanych opinii, że będzie on podstawowym paliwem dla produkcji elektryczności w najbliższej i dalszej przyszłości. Jego wykorzystanie w produkcji energii elektrycznej i ciepła oraz paliw uszlachetnionych uwarunkowane jest jednak spełnieniem wielu kryteriów technicznych, ekologicznych i ekonomicznych.

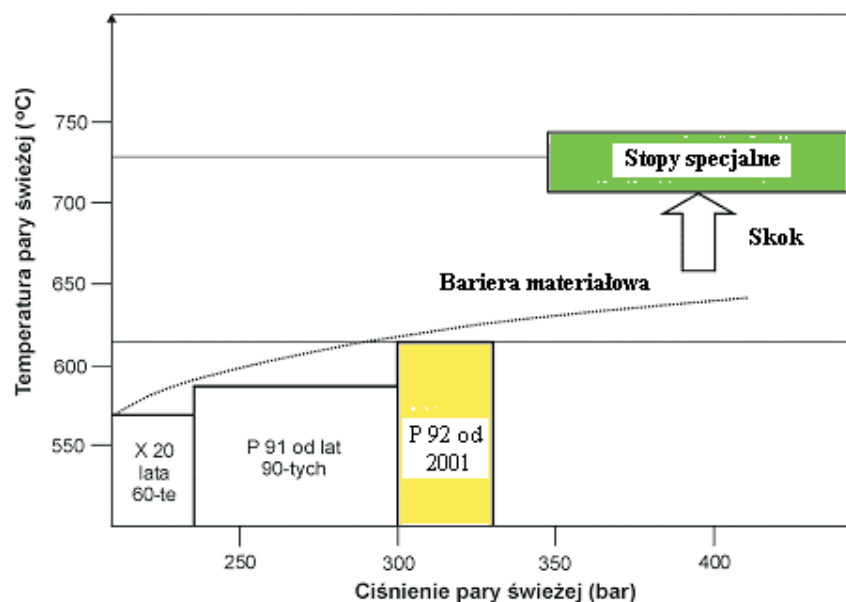
Praktyczne znaczenie mają obecnie następujące technologie węglowe:

- a) klasyczny blok parowy z kotłem pyłowym,
- b) bloki parowe z paleniskami fluidalnymi,
- c) kombinowane układy gazowo-parowe dwupaliwowe (używające gaz ziemny i węgiel),
 - c.1) klasyczny blok węglowy z gazową turbiną czołową,
 - c.2) sprzężone równoległe układy gazowo-parowe (instalacja turbiny gazowej z kotłem odzyskowym sprzężona z węglowym kotłem pyłowym);
- d) technologie węglowe w układach z turbinami gazowymi,
 - d.1) ciśnieniowe spalanie węgla w kotłach fluidalnych (ze złożem stałym i cyrkulacyjnym)
 - d.2) całkowite i częściowe zgazowanie węgla zintegrowane z układem gazowo-parowym.

2.1. Bloki kondensacyjne

Cechą charakterystyczną obecnego stanu rozwoju kondensacyjnych bloków węglowych (te mają istotne znaczenie w bilansowaniu potrzeb) jest istotny wzrost parametrów pary świeżej. Proces ten rozpoczął się stosunkowo wcześnie dla kotłów pyłowych. Współcześnie oferowane są także kotły fluidalne z nadkrytycznym ciśnieniem pary.

Graniczne wartości temperatury i ciśnień w obecnym stanie techniki ilustruje rysunek 3 [10]. Na jego podstawie można przyjąć, że do zastosowania są parametry 30 MPa, 630/630



Rys. 3. Graniczne wartości parametrów pary – stan obecny [10]

Fig. 3. The acceptable limits of steam parameters – present state [10]

(przy zastosowaniu stali VM12). Należy przy tym wyraźnie zaznaczyć, że opracowywane stale i inne tworzywa nie do końca zostały sprawdzone i ocenione w dostatecznie długim okresie eksploatacji. Dopiero zgromadzenie danych z pracy kotłów, rurociągów i turbin w różnych stanach obciążeń, przy stosowaniu różnych paliw, a także w odpowiednio długim czasie może być podstawą wiarygodnej oceny i weryfikacji warunków wykorzystania danego typu tworzywa. Obecny stan rozwoju bloku kondensacyjnego w Europie dobrze oddają parametry aktualnie prowadzonych inwestycji w Niemczech – tabela 1 [11].

Wykorzystanie obecnie dostępnych materiałów oraz optymalizacja obiegu cieplnego umożliwiają uzyskanie sprawności rzędu 47–47,5 (dla bloków z mokrymi chłodzami kominowymi). W następnym etapie możliwe jest osiągnięcie sprawności rzędu 52–55%.

TABELA 1. Prowadzone i planowane inwestycje w Niemczech [11]

TABLE 1. Currently conducted and planned investments in Germany [11]

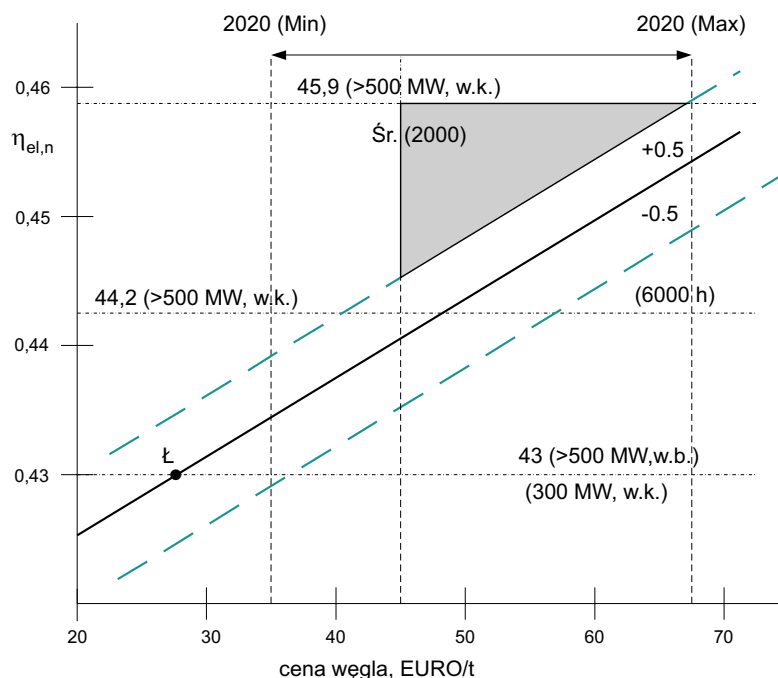
Siłownie	Firma	Moc [MW]	Parametry pary	Rok uruchomienia
Neurath	RWE	2 × 1100	270/600/610	2009/2010
Boxberg R	Vattenfall	670	286/600/610	2010
Moorburg	Vattenfall	2 × 820	276/600/610	2010
Datteln	E.ON	1100	286/600/620	2011
Walsum	STEAG	790	274/603/621	2010
Karlsruhe	EnBW	820	250/600/620	2011
Hamm	RWE	800	286/600/620	2012

Temu ostatniemu celowi służy zainicjowany w 1998 roku projekt: „Zaawansowane technologicznie elektrownie ciepłe z kotłami pyłowymi” (projekt jest wspomagany finansowo przez UE). Zakłada on pokonanie bariery materiałowej i wprowadzenie parametrów pary: $p_o = 35,0\text{--}37,5$ MPa, $t_o = 700^\circ\text{C}$ ($t_p = 720^\circ\text{C}$). Opanowanie tak wysokiej temperatury wymaga zastosowania nowych materiałów – stopów na bazie niklu np. Inconelu, materiałów podobnych do stosowanych w budowie turbin gazowych.

Dążenie do osiągnięcia wysokich sprawności jest najbardziej racjonalnym drogą prowadzącą do oszczędności zasobów oraz zmniejszenia obciążenia środowiska naturalnego i tym samym redukcji CO₂ (zobacz rys. 2).

Zmiennymi decyzyjnymi w procesie wyboru sprawności są: prognozowane ceny paliw, graniczne wartości parametrów pary, oraz konkurencyjność ekonomiczna i ekologiczna. Dla polskich warunków należy brać pod uwagę sprawności przekraczające wartości mieszczące się w obszarze trójkąta przedstawionego na rysunku 4 [12].

Podstawowymi kierunkami ewolucji technologicznej bloku kondensacyjnego w kierunku technologii zeroemisyjnych jest zastosowanie separacji dwutlenku węgla ze spalin oraz spalania tlenowego. Według [3] technologie te powinny być dostępne do zastosowań komercyjnych po 2020 r.



Rys. 4. Zakres sprawności bloków (Ł oznacza dane dla Łagiszy) [12]

Fig. 4. A recommended efficiency range for new power plants (Ł – denotes data for Łagisza power plant) [12]

Istnieje wiele technologii separacji CO_2 . Są to procesy: absorpcji, adsorpcji, separacji membranowej oraz kriogenicznej. Procesami dobrze poznаныmi i stosowanymi od wielu lat w przemyśle chemicznym są technologie absorpcji chemicznej. Możliwość ich zastosowania do separacji CO_2 ze spalin jest aktualnie testowana w instalacjach demonstracyjnych [13]. Wadą tego procesu jest konieczność regeneracji reagenta (zainstalowanie drugiej kolumny – kolumny desorpcyjnej). Proces desorpcji wymaga doprowadzenia ciepła (6–8 $\text{kW}\cdot\text{h}/\text{kg}$ CO_2). Pozostałe techniki separacyjne są testowane i stosowane obecnie w mniejszej skali technologicznej. Główne nadzieje wiąże się z zastosowaniem procesów membranowych.

Spalanie tlenowe (w atmosferze wzbogaconej tlenem) jest podstawą nowej klasy technologii energetycznych o dużym potencjale wychwytu dwutlenku węgla [8].

Spalanie tlenowe może być stosowane zarówno dla kotłów pyłowych jak i fluidalnych, cechując się w obu przypadkach wieloma zaletami, z których najważniejsze to [8]:

- ✧ możliwość uzyskania prawie zerowej emisji szkodliwych substancji,
- ✧ niższe koszty w porównaniu do innych zeroemisyjnych technologii,
- ✧ możliwość modernizacji istniejących bloków pyłowych i fluidalnych na bloki O_2/CO_2 ,
- ✧ możliwość szybkiej modernizacji w oparciu o istniejące już technologie, np. wychwytu CO_2 ze spalin,
- ✧ wyższa sprawność procesu spalania paliwa poprzez ograniczenie strat niecałkowitego i niezupełnego spalania w wyniku podwyższonego stężenia tlenu w obrębie komory paleniskowej,

- ✧ wyższa sprawność termodynamiczna kotła poprzez ograniczenie straty kominowej,
- ✧ szeroki zakres spalanych paliw, a szczególnie paliw niskokalorycznych, o niskiej reaktywności, wysokiej zawartości wilgoci, itp.,
- ✧ obniżenie kosztów inwestycyjno-eksploatacyjnych dla instalacji oczyszczania gazów (np. odpylania) zlokalizowanych na ciągu spalinowym w wyniku zmniejszenia strumienia gazów wylotowych, a tym samym zwiększenia stężenia danego zanieczyszczenia w spalinach,
- ✧ ograniczenie (eliminacja) termicznego mechanizmu formowania NO_x,
- ✧ redukcja części zawracanego NO do azotu cząsteczkowego N₂ (w przypadku recyrkulacji spalin).

2.2. Technologie węglowe w układach z turbinami gazowymi

Ważną grupą technologii energetycznego wykorzystania węgla są układy gazowo-parowe zintegrowane z procesem ciśnieniowego spalania (I grupa technologii) i zgazowania węgla, w tym także układy z dekarbonizacją paliw (II grupa technologii).

W pierwszej grupie wyróżniamy następujące technologie:

- ✧ układy z ciśnieniowymi kotłami z pęcherzykową warstwą fluidalną (PFBC),
- ✧ układy z cyrkulacyjnymi ciśnieniowymi kotłami fluidalnymi (PCFB),
- ✧ układy z ciśnieniowymi kotłami fluidalnymi z wewnętrzną cyrkulacją (PICFB),
- ✧ układy z PFBC i PCFB drugiej generacji (zintegrowane z technologiami częściowego zgazowania – układy hybrydowe).

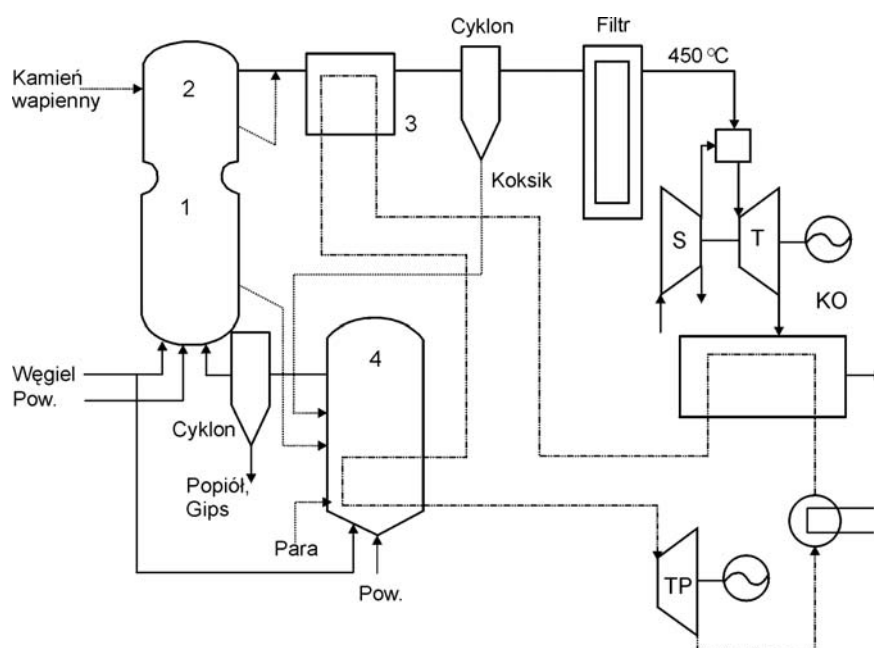
Podstawą drugiej grupy technologii są ciśnieniowe procesy zgazowania węgla. Stanowią one bardzo zróżnicowaną grupę technologii o poważnym potencjale dalszego rozwoju. Szczególnie ważną rolę może odegrać ta grupa technologii w procesie zmniejszania emisji CO₂ do atmosfery poprzez sterowanie procesem generacji gazu syntezowego oraz separacji CO₂. Jej integracja z wysokotemperaturowymi ogniwami paliwowymi stanowi jedną z opcji wysokosprawnej i prawie zero emisyjnych konwersji węgla i paliw odpadowych w elektryczność i inne produkty finalne (np. wodór, metanol).

Bloki gazowo-parowe z ciśnieniowymi procesami spalania

Technologia ta rozwinięta przez ABB (pierwsza instalacja demonstracyjna 15 MW_t w Finspong – Szwecja, 1986) była najpierw wykorzystana do budowy elektrociepłowni: Vartan – Szwecja: 2 moduły P200, moc termiczna modułu 225 MW_t, moc kondensacyjna 75–85 MW_e. Mimo hierarchicznej budowy układu gazowo-parowego z ciśnieniowym kotłem fluidalnym sprawność instalacji nie jest wysoka. Decyduje o tym mała wartość stosunku mocy turbiny gazowej do parowej oraz niska temperatura spalin przed turbiną gazową ($t \approx 850\text{--}860^\circ\text{C}$). Synteza dotychczasowych doświadczeń wskazuje na możliwość uzyskania sprawności rzędu 42% netto przy następujących parametrach 18 MPa/565°C/565°C i 44% przy parametrach 26,5 MPa/565°C/565°C. Nadzieje na upowszechnienie tej klasy technologii są związane z analizą i badaniami układów hybrydowych.

Koncepcje układów hybrydowych są rozważane od stosunkowo dawna [np. 14]. Ich idea polega na integracji procesów częściowego zgazowania węgla z układem gazowo-parowym generacji elektryczności. Procesy odgazowania mogą być zarówno atmosferyczne jak i ciśnieniowe (w kotłach pyłowych lub fluidalnych). Z wielu możliwych koncepcji przedstawimy szczególnie najbardziej zaawansowaną, będącą obecnie w skali badań technologicznych w Japonii.

Rysunek 5 przedstawia koncepcje układu PFBC drugiej generacji (Advanced PFBC – A-PFBC) [15].



Rys. 5. Ogólny schemat układu hybrydowego z ciśnieniowym spalaniem w kotle fluidalnym
 1 – generator częściowego zgazowania węgla, 2 – wysokotemperaturowe odsiarczanie, 3 – chłodnica gazu,
 4 – kocioł fluidalny, S – sprężarka, T – turbina gazowa, TP – turbina parowa

Fig. 5. A simplified flow diagram of hybrid combined cycle with the pressurised fluidized bed combustion
 1 – partial gasifier, 2 – high temperature desulfurization, 3 – syngas cooler, 4 – oxidizer, S – compressor,
 T – gas turbine, TP – steam turbine

W generatorze częściowego zgazowania stopień konwersji węgla w gaz wynosi 80–85%. Surowy gaz jest doprowadzany do wysokotemperaturowego urządzenia odsiarczającego, gdzie sorbentem jest kamień wapienny. Gaz odsiarczony jest następnie schładzany w chłodnicy 3. Po odpyleniu i oczyszczeniu w cyklonie i filtrze jest kierowany do komory spalania (temperatura gazu wynosi 450°C). Kocioł fluidalny 4 zwany utleniaczem spełnia dwie podstawowe funkcje. Pierwsza z nich to dopalanie pozostałości koksowej (15–20%) z procesu częściowego zgazowania. Druga to utlenianie CaS powstałego w procesie odsiarczania (1. $\text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaO} + \text{CO}_2$ – reakcja endotermiczna; 2. $\text{CaO} + \text{H}_2\text{S} \rightarrow \text{CaS} + \text{H}_2\text{O}$ – reakcja egzotermiczna) do gipsu (3. $\text{CaS} + 3/2\text{O}_2 \rightarrow \text{CaO} + \text{SO}_2$ – reakcja egzotermiczna, łączna

reakcja odsiarczania: $\text{CaCO}_3 + \text{H}_2\text{S} + 2\text{O}_2 \rightarrow \text{CaSO}_4 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ jest egzotermiczna). Spaliny z utleniacza są doprowadzane do generatora gazu.

Przy zastosowaniu turbiny gazowej dopuszczającej 1300°C przed pierwszym stopniem układ A-PFBC może osiągnąć sprawność o 10% wyższą od sprawności układu klasycznego (PFBC).

Uzyskana sprawność jest konkurencyjna dla współcześnie oddawanych do eksploatacji kotłów pyłowych z ciśnieniem istotnie nadkrytycznym. Należy oczekiwać, że po optymalizacji procesowej i cieplnej sprawność może osiągnąć wartość 50%. Technologia wymaga jednak dalszych badań i sprawdzenia w instalacji demonstracyjnej.

W ocenie końcowej tego rodzaju klasy technologii należy zauważyć:

- ✧ układy drugiej generacji (APFBC, APFCB) obiecują uzyskanie sprawności netto rzędu 46–47(50)%,
- ✧ uzyskanie pełnego stanu dojrzałości tej technologii powinno być potwierdzone w instalacjach demonstracyjnych większych mocy.

Są one brane pod uwagę w analizach porównawczych zarówno w aspekcie techniczno-ekonomicznym jak i ekologicznym. Koszty inwestycyjne są oceniane następująco: 1100 USD/kW (2010 r.) – 1000 USD kW (2015 r.).

Ważną przesłanką, która może przemawiać za szerszym upowszechnieniem technologii w przyszłości jest prostsza struktura technologiczna w porównaniu z IGCC.

Układy gazowo-parowe zintegrowane ze zgazowaniem węgla i innych paliw

Technologie zgazowania są znane i stosowane od wielu dziesięcioleci głównie w przemyśle chemicznym. Do najczęściej stosowanych obecnie na świecie metod zgazowania węgla i innych substancji [16, 17] zalicza się: technologie Shell (generator strumieniowy, chłodzony, paliwo podawane jest do reaktora w strumieniu czynnika zgazowującego przez usytuowane naprzeciw siebie palniki, temperatura w strefie palnika wynosi około 2000°C, na wylocie z reaktora po schłodzeniu i suchym gaszeniu 900°C, ciśnienie 3,5 MPa), Texaco (zgazowanie parowo-tlenowe w reaktorze strumieniowym wodnej zawiesiny paliwa, generator adiabatyczny, temperatura eksploatacyjna 1100–1500°C, ciśnienie 2,5–8,5 MPa, stopiony popiół odbierany jest w postaci żużła), Lurgi (tlenowe zgazowanie przeciwprądowe w złożu stałym, ciśnienie około 3 MPa, temperatura gazu surowego 300–600°C), E-gas (tlenowe zgazowanie ciśnieniowe zawiesiny wodno paliwowej w dwustopniowym strumieniowym generatorze gazu, ciśnienie 2,8 MPa, temperaturze: 1400 i 1040°C w pierwszym i drugim stopniu reaktora).

Można przyjąć, że wprowadzenie technologii zgazowania do energetyki datuje się od uruchomienia instalacji demonstracyjnej w Lunen (Niemcy, 1972, 163 MW, generator Lurgi) i w Cool Water (USA, 1984 około 100 MW). Proces rozwojowy nie jest więc zbyt długi. Mimo to zebrane do tej pory doświadczenia stanowią dobrą podstawę dalszego ich rozwoju. Ogólna wartość zainstalowanej mocy elektrycznej w układach gazowo-parowych wykorzystujących różne paliwa jest rzędu 4000 MW_e. Na węglu pracują instalacje o sumarycznej mocy elektrycznej rzędu 1400 MW_e.

Dalszy rozwój rozpatrywanych technologii jest związany z rolą jaką mogą odegrać w procesie zmniejszania emisji CO₂ do atmosfery poprzez sterowanie procesem generacji

gazu syntezowego oraz separację CO₂. Jej integracja z wysokotemperaturowymi ogniwami paliwowymi stanowi jedną z opcji wysokosprawnej i prawie zero emisyjnych konwersji węgla i paliw odpadowych w elektryczność i inne produkty finalne (np. wodór). O znaczeniu tej grupy technologii świadczą podjęte i przewidywane projekty budowy instalacji demonstracyjnych.

Firma *Nuon Power* eksploatująca El. Buggenum zamierza przystąpić do opracowania wielopaliwowej (węgiel + biomasa) instalacji o mocy 1200 MW z wychwytem CO₂ (Projekt Magnum – M. Kanaar: Operating Experience of Buggenum IGCC Plant and Future Plants. Turbo Expo Power for Land, Sea & Air, Barcelona 8–11 May, 2006). Termin oddania do eksploatacji 01.01.2011. Podobny projekt przewiduje do uruchomienia konsorcjum z głównym udziałem RWE (Zero Emission IGCC Power Plant – ZEIGCC). Prace nad projektem rozpoczęto w 2004 roku. Instalacja powinna zostać uruchomiona w 2014 r. Trudno obecnie wskazać ostateczną strukturę technologiczną projektu Magnum i ZEIGCC. Jeśli wziąć pod uwagę dotychczasowe rozwiązania i ewentualny wybór ścisłej integracji procesu zgazowania i układu generacji elektryczności, to możliwe jest uzyskanie sprawności netto przekraczającej 50% (dla węgla kamiennego bez uwzględnienia procesu wychwytu CO₂).

Ciekawym projektem jest amerykański FutureGen dotyczący budowy instalacji o mocy 275 MW i możliwości wychwytu i składowania 1 mln ton dwutlenku węgla w ciągu roku [18]. Projekt jest finansowany przez rząd federalny (620 mln dolarów) podmioty prywatne (250 mln dolarów) oraz zagranicznych uczestników konsorcjum (Indie i Korea Południowa – 80 mln dolarów). Projekt ma stanowić podstawę budowy instalacji komercyjnych po 2017 r.

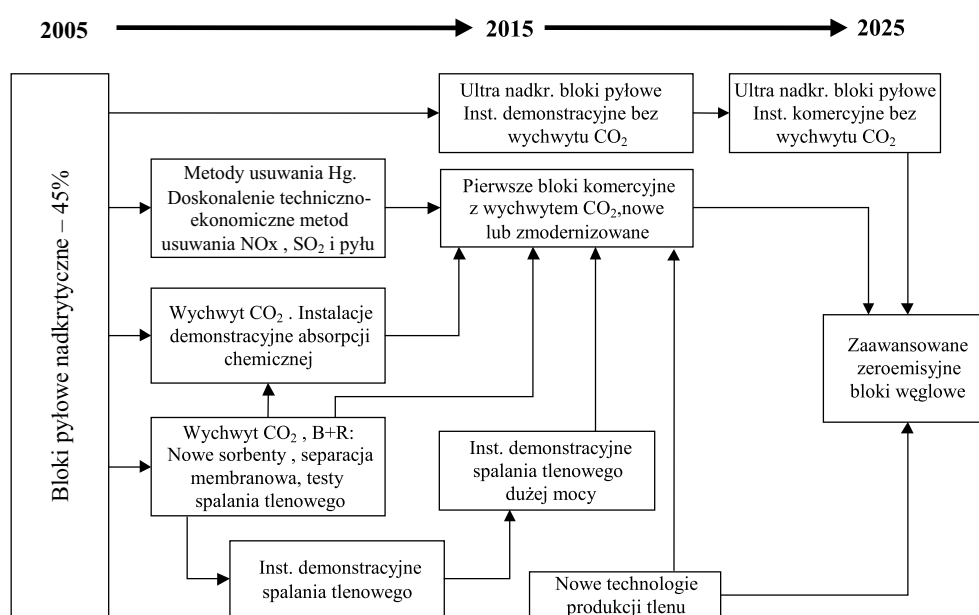
Równolegle prowadzi się badania i studia dotyczące nowych struktur technologicznych, których podstawą jest uproszczenie poszczególnych modułów i dążenie do maksymalizacji sprawności energetycznej i minimalizacji emisji CO₂. Przykładem instalacji następnej generacji jest układ hybrydowy, będący kombinacją układu gazowo-parowego z wysokotemperaturowym ogniwem paliwowym [19, 20]. Układ powinien osiągnąć dojrzałość technologiczną po 2030 [21]. Jest to układ z produkcją H₂. Dla uzyskania wysokich sprawności istotnie przekraczających 60% konieczne jest zastosowanie nowych złożonych zespołów turbin gazowych i ciśnieniowych ogniw paliwowych oraz membranowych procesów separacji H₂, O₂ i CO₂. Udział mocy ogniw paliwowych w rozpatrywanych układach zależy od zastosowanego zespołu turbiny gazowej i mieści się w granicach 1,2–1,6. Mniejsze wartości odpowiadają układowi turbiny gazowej z nawilżaniem powietrza (HAT) lub turbiny z chłodzeniem międzymodułowym. Warto zaznaczyć, że udział ogniw paliwowych w technologiach zintegrowanych ze zgazowaniem węgla jest istotnie mniejszy niż w układach o podobnej strukturze lecz opalanych gazem ziemnym.

Upowszechnienie technologii ze zgazowaniem węgla zależy będzie od relacji cen głównych nośników energii, zdolności wytwórców do przedstawienia technologii o dużym potencjale niezawodnościowym, a także – co wydaje się bardzo istotne – od rozstrzygnięć dotyczących emisji CO₂.

Scenariusze rozwoju

Rysunki 6 i 7 [22] pokazują odpowiednio ścieżki rozwojowe bloku kondensacyjnego (na przykładzie kotła pyłowego) i IGCC w kierunku uzyskania technologii bez emisji CO₂.

Można więc sądzić, że w ciągu następnych 20 lat nastąpi istotna ewolucja technologii wytwarzania elektryczności w instalacjach dużej mocy. Zakładając że wszystkie układy są w tym samym stanie dojrzałości technologicznej (lub ją uzyskują w najbliższym okresie czasu do 2025 r., dotyczy to zwłaszcza spalania tlenowego i IGCC – zeroemisyjnego, rys. 6 i 7) można oszacować koszty produkcji jednostki energii elektrycznej. W [23] przedstawiono obliczenia dla niemieckich węgla brunatnych. Wynika z nich, że z energetycznego i ekonomicznego punktu widzenia wszystkie rozpatrywane technologie z wychwytem CO₂ są bardzo do siebie zbliżone. Ceny jednostkowe mieszczą się w przedziale 5.34 (Cyrk. kocioł fluidalny z separacją) – 5,94 Ee/kW·h (IGCC – Shell).

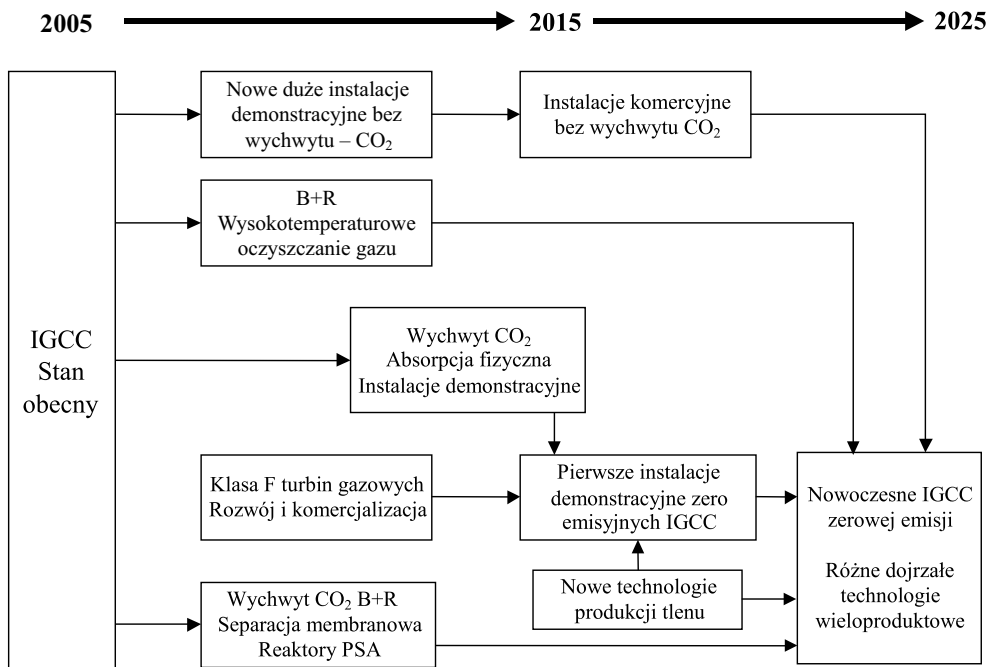


Rys. 6. Prognozowana ścieżka rozwoju bloku kondensacyjnego z kotłem pyłowym [22]

Fig. 6. Roadmaps for developing technology based on pulverised coal combustion [22]

3. Uwagi końcowe

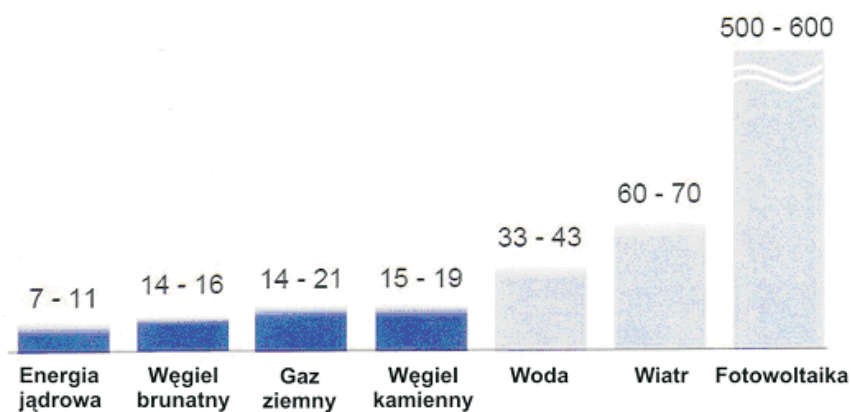
- ❖ W artykule przedstawiono ogólną charakterystykę współczesnych węglowych technologii energetycznych i podstawowych tendencji ich rozwoju. Omówiono głównie technologie dużej mocy.
- ❖ Nowe węglowe technologie energetyczne rozwijają się w wielu kierunkach. Żaden z nich wobec trudnych do przewidzenia procesów rozwojowych, w tym zmian klimatu nie może być dyskryminowany.
- ❖ W wykładzie nie podejmowano zbyt szczegółowo problematyki ekonomicznej, mimo, że koszt jednostki energii finalnej obok kryteriów ekologicznych jest podstawową miarą



Rys. 7. Prognozowana ścieżka rozwoju układów gazowo-parowych zintegrowanych ze zgazowaniem węgla (IGCC, na podstawie [22])

Fig. 7. Roadmaps for developing technology based on IGCC [22]

oceny konkurencyjności danej technologii. Szersze naświetlenie tej problematyki wymagałoby znacznego poszerzenia ram wykładu. Pewne dane zawierają prace [6]. Uzupełniamy je w tym miejscu informacjami o kosztach unikniętej emisji CO₂ (Euro/Mg CO₂) [6] – rys. 8.



Rys. 8. Koszty unikniętej emisji dwutlenku węgla (na podstawie [6])

Fig. 8. CO₂ emission avoidance costs

- ✧ Głównym odniesieniem dla zadań rozwoju technologicznego przyjęto stabilizację emisji CO₂, na obecnym poziomie. Jest to założenie dość radykalne i mało realne biorąc pod uwagę zróżnicowane cele rozwoju poszczególnych krajów. Ilustruje jednak skalę wyzwań związanych z polityką stabilizacji niezależnie od przyjętego jej poziomu. Polityka UE zakładająca 30% ograniczenie emisji w 2030 r. oraz 60–80% w 2050 r. jest polityką stabilizacji na bardzo wysokim poziomie. Uzyskanie takiego postępu w skali globu wymaga jednak ścisłego współdziałania i zaufania międzynarodowego.
- ✧ Na zakończenie powtórzmy że Polska bez zwłoki powinna przejść od pasywnej do aktywnej polityki energetycznej zwłaszcza w zakresie redukcji dwutlenku węgla. Alternatywą jest utrata konkurencyjności i pozostanie poza współcześnie obowiązującymi standardami: ekologicznymi, jakości życia oraz nowoczesności gospodarki.

Literatura

- [1] BICKI Z., 2005 — Energetyka Światowa w świetle obrad 19 Kongresu Energetycznego w Sydney. Komitet Problemów Energetyki PAN, Warszawa.
- [2] JUSTIN L., 2004 — Polska energetyka do roku 2030. Energetyka, wrzesień 2004.
- [3] Commission of the European Communities . Communication from the Commission to the European Council and the European Parliament. An Energy Policy for Europe. Brussels. COM (2007), 843.
- [4] BEISING R., 2007 — Climate Change and Power Industry. State of the Scientific Research. VGB Power Tech 6/2007.
- [5] BEISING R., 2007 — Climate Change and Power Industry – A Literature Research, Update March 2007, VGB PowerTech (http://www.vgb.org/climate_change2007.html)
- [6] IPCC 2007 (WGI) — Summary for Policymakers (SPM). The Physical Science Basis, February 2007.
- [7] IPCC 2007 (WGII) — Summary for Policymakers (SMP), Climate Change Impacts, Adaptation and Vulnerability, April 2007.
- [8] NOWAK W., 2007 — Generowanie energii elektrycznej w technologii tlenowej. Materiały V Krajowej Konferencji: Technologie energetyczne nowej generacji, Bielsko-Biała, 24–25.05.2007.
- [9] SOCOLOW R., SEGRE E., 2003 — Capturing and Storing Fossil – Fuel Carbon. November 24. www.princeton.edu.
- [10] HAHN B., BENDICK W., 2006 — Stand der Werkstoffentwicklungen für neue Kraftwerke, VGB PowerTech 86/2006.
- [11] KLEBES J., 2007 — High-efficiency Coal – fired Power Plants Based on Proven Technology. VGB PowerTech 3/2007.
- [12] CHMIELNIAK T., ŁUKOWICZ H., 2007 — Wybór parametrów obiegu dla polskiego nadkrytycznego bloku węglowego. I Konf. nt.: Współczesne Technologie i Urządzenia Energetyczne. Kraków, październik 2007.
- [13] KNUDSEN J.N. i in., 2007 — First Year Operating Experience with a 1 t/h CO₂ Absorption. Pilot Plant at Esbjerg Coal-fired Power Plant. VGB PowerTech 3/2007.
- [14] WEINZIERL K., 1990 — Neue Kraftwerkskonzepte für Steinkohle. Power Plant Engineering 2000 – Conservation of Resources and CO₂ Control. VGB Conf., February 21/22, 1990, Essen.

- [15] NAKATA H. i in., 2004 — Advanced Pressurized Fluidized Bed Combustion (A-PFBC) Technology. Proc. of the XXI Annual Int. Pittsburg Coal Conf. Osaka, Japan, Sept. 13–17, 2004.
- [16] KANG J. , HANNEMANN F., 2006 — Market Drivers and Challenges for Gasification – Based – Power Plants in Europe, Power – Gen Europe 2006, 28.05–01.06, Cologne.
- [17] JAEGER H., 2006 — Refinery IGCC Plants are Exceeding 90% Capacity Factor after 3 Years. Gas Turbine World January-February.
- [18] MUDD M.J., 2006 — Update on the FutureGen Projekt Pathway Towards Zero Emissions. Gasification Technology Annual Conf., October 2006, Washington D.C.
- [19] RAO A.D. i in., 2004 — Coal_Based Power Plant System Configurations for the 21ST Century. Proceed. of ASME Turbo EXPO 2004, GT 2004 – 53105.
- [20] CHMIELNIAK T., 2004 — Perspektywiczne technologie wykorzystania węgla w energetyce. System 9, 2004, 211–220.
- [21] KLARA J.M., 2006 — U.S.Federal IGCC R&D Coal's Pathway to the Future. Gasification Technology Annual Conf., October 2006 ,Washington D.C5.
- [22] TOPPER J. i in., 2007 — Clean Coal Technologies – International Activities.VGB PowerTech. 4, 2007
- [23] DOMENICHINI R.M., MANCUSO L., DAVISSON J., 2006 — Electric Energy and Hydrogen Production from Low Rank Coal Power Plants with CO2 Capture. Power Technology. Special edition. Power – Gen Europe 2006, Wien 2006.

Tadeusz CHMIELNIAK

New energy technologies based on the solid primary energy carriers

Abstract

In the paper the main development tendency of coal energy technologies has been presented. The major postulate of the evolution of them is CO₂ reduction issue. Decarbonisation of the energy industry is becoming of greatest ecological and economical challenge for EU and Poland also.

KEY WORDS: clean Coal Technology, Zero – emissions Energy Technologies (ZET's), Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)